

Підвищення керованості та ефективності хіміко-технологічного процесу водневої термобарохімічної технології інтенсифікації видобутку вуглеводнів

О. В. Кравченко, Д. О. Велігоцький, А. В. Баштовий, Ю. С. Велігоцька

Розроблено інноваційну технологію комплексного водневого термобарохімічного впливу (КВТБХВ) на продуктивний пласт нафтових (газових) свердловин з метою інтенсифікації видобутку вуглеводнів. В основу цієї технології покладено інтегроване використання аномальних властивостей водню в умовах багатостадійного термогазохімічного хіміко-технологічного процесу (ХТП). Підвищення ефективності технології потребує суттєвого покращення керованості базового ХТП.

Створено експериментальний комплекс для дослідження кінетики термобарохімічних процесів та фізичного моделювання комплексного впливу, в тому числі водневого, на зміну фільтраційно-ємнісних характеристик та проникності гірської породи. Комплекс дозволяє відтворювати технологічні особливості здійснення хіміко-технологічного процесу, забезпечує його протікання в умовах, максимально наближених до реальних пластових.

Експериментально доведено, що шляхом додавання до базових технологічних рідин активаторів та інгібіторів хімічних реакцій можна одержувати різні за характером протікання типи процесів та їх окремих стадій. Показано, як використання гідрореагуючих речовин на основі алюмінію дозволяє одержувати водень та підвищувати проникність гірської породи на низькотемпературній стадії процесу. Також введення полімерного нітрилу параціану активує та утримує протікання високотемпературної стадії процесу, на якій відбувається гідрокрекінг важких вуглеводнів.

Запропоновано та опрацьовано методику визначення найбільш ефективного хіміко-технологічного процесу технології КВТБХВ. Методику засновано на порівняльному аналізі результатів впливу різних за характером протікання ХТП на відновлення проникності закольматованих кернів гірської породи.

Створена методика досліджень дозволяє експериментально визначати найбільш ефективний ХТП технології КВТБХВ для використання на свердловинах з різними причинами зменшення продуктивності.

Ключові слова: свердловина, інтенсифікація видобутку, термобарохімічний процес, керн, проникність, привибійна зона

1. Вступ

Продуктивність нафтових, газових і газоконденсатних свердловин визначається якісним станом привибійної зони пласта (ПЗП), який характеризується головним чином його проникністю, тобто спроможністю фільтрувати вуглеводні до вибою свердловини. Практично всі пласти, що являють собою такі породи, як піски, пісковики, карбонати, доломіти, глини, водночас мають досить ви-

соку пористість і невисоку природну проникність. Тому через такі породи можлива фільтрація, як правило, тільки газу і то лише за великого пластового тиску. Природна проникність продуктивного пласта значно погіршується ще на стадії первинного розкриття свердловини (буріння і обсаджування), на якій відбувається механічна кольматація привибійної зони свердловини буровими і цементуючими розчинами. В період всього терміну експлуатації свердловини відбувається кольматація ПЗП продуктами руйнування пласта і асфальтосмолопарафіністими відкладеннями (АСПВ), що призводить до подальшого зниження проникності продуктивного пласта та зниження дебіту свердловини відповідно.

Зазначені фактори впливають на якість фільтраційних властивостей ПЗП, порушують гідродинамічний зв'язок продуктивного пласта зі свердловиною, в результаті чого знижується її продуктивність.

Рішення проблеми збільшення видобутку і зростання коефіцієнта вилучення вуглеводнів бачиться в створенні та впровадженні технологій, в ході реалізації яких здійснюється інтегрований багатофакторний фізико-хімічний вплив на ПЗП. При чому, цей вплив повинен бути спрямований на усунення протягом однієї обробки всіх основних причин кольматації, а також поліпшення фільтраційної здатності колектора. Для підвищення ефективності таких технологій необхідно дослідити всі особливості хіміко-технологічних процесів, що протікають як в експлуатаційній колоні свердловини, так і в пористому середовищі її привибійної зони.

Розроблено інноваційну водневу термобарохімічну технологію інтенсифікації видобутку вуглеводнів з нафтових та газових свердловин. В основу цієї технології покладено інтегроване використання аномальних властивостей водню в умовах багатостадійного термогазохімічного хіміко-технологічного процесу (ХТП). Подальше удосконалення технології потребує суттєвого підвищення керованості базового хіміко-технологічного процесу.

Покращення керованості зазначеного хіміко-технологічного процесу є актуальною задачею та одним з основних напрямків підвищення ефективності та конкурентоздатності зазначеної технології, її затребуваності до впровадження.

2. Аналіз літературних даних та постановка проблеми

Сучасні технології збільшення видобутку нафти, газу, в тому числі і з нетрадиційних джерел (сланцевий газ, метан вугільних родовищ), засновані на різних видах фізичного і хімічного впливу на продуктивний пласт. Це механічні, теплові, кислотні, лужні обробки або їх комбінації. Останнім часом намітилася тенденція створення та провадження технологій, які мають комплексну спрямованість на вирішення відразу декількох проблем зниження дебіту свердловини [1]. При чому, одну з вагомих ролей відіграють саме передові хімічні методи, які інтегруються з тепловими і механічними.

Так, для розробки родовищ з важкою нафтою та природними бітумами досить ефективно застосовується технологія парогравітаційного дренажу (SAGD) [2]. Фізичний зміст цієї технології полягає в закачуванні великого об'єму пару високої температури через парні горизонтальні свердловини, одна з яких знаходиться на відстані до 5 метрів над другою. Енергія фазового пере-

ходу витрачається на прогрів породи та флюїду. Після нагрівання, в верхню свердловину продовжують закачувати пар, а з нижньої починають видобувати нафту, в'язкість якої суттєво зменшується в порівнянні з початковою. Технологія SAGD та її удосконалена версія HI-SAGD [3] характеризуються достатньо великим коефіцієнтом нафтовилучення. Проте, підвищення ефективності та економічності цієї технології було досягнуто саме шляхом поєднання теплової обробки з хімічною. В технології ES-SAGD чергують закачування пару та гарячих розчинників вуглеводнів [4]. Слід відзначити, що ці технології є дуже складними в реалізації, потребують великих матеріальних, в першу чергу, енергетичних витрат. Закачування пари з циркуляцією до початку дренажування продовжується декілька місяців. Метод не працює в вертикальних свердловинах, потребує спеціальне парне буріння горизонтальних свердловин. Ці технології неможливо використовувати для реновації працюючих свердловин, яких на цей час переважна більшість.

Одним з найбільш ефективних методів механічного впливу на пласт, є гідродинамічний розрив пласта (ГРП) та його різновиди. Метод засновано на закачуванні в продуктивний горизонт спеціальної рідини (гелю) під тиском, який перевищує гірський, до появи в пласті тріщини, яка суттєво збільшує площу притоку флюїду. В цьому випадку мова йде не про відновлення або підвищення природної проникності породи, а саме про збільшення площі живлення свердловини. Багатостадійний ГРП разом з горизонтальним бурінням відкрили можливість видобувати газ з ущільнених пісковиків та сланців [5]. Впровадження технології ГРП добре відпрацьовано, виконується з використанням сучасних методів моделювання, які дозволяють оптимізувати процес та створювати дизайн майбутньої тріщини [6]. Але і в випадку з ГРП, ця технологія стає більш ефективною в разі поєднання з хімічними методами [7]. Так, використання спеціальних термохімічних рідин ініціює в пласті мікрровибухи, утворює додаткові тріщини, знижує поріг механічної міцності породи.

Разом з цим, технології ГРП мають обмеження у використанні, які пов'язані з наявністю у складі флюїду великого вмісту парафіну, близькістю водоносних горизонтів, що створює високу загрозу подальшого збільшення обводнення пласта, тощо. До того ж, для проведення ГРП потребується велика кількість води, яку після його проведення потрібно очищувати (а це тисячі, а в разі багатостадійного ГРП, десятки тисяч метрів кубічних). Технологія складна в реалізації, потребує участі багатьох одиниць спеціальної техніки. Використання на свердловинах з невеликими дебітами недоцільно.

Ще одним сучасним напрямком обробки привибійної зони свердловини з метою інтенсифікації є використання хімічних джерел енергії для створення одночасно механічного та теплового впливів на пласт. Достатньо перспективним може бути використання пропелентів (компонентів ракетних палив) [8], які підпалюються в привибійній зоні свердловини. При згорянні утворюється велика кількість газів, які розривають пласт. Але енергія витрачається в основному на механічне тріщиноутворення з незначним прогріванням. Тріщини не закріплюються, існує вірогідність руйнування ПЗП.

Цікавою є термобарохімічна технологія інтенсифікації видобутку вуглеводнів, в якій на привибійну зону свердловини здійснюється високотемпературний вплив гідрореагуючими складами [9], а їх горіння в експлуатаційній колоні разом з паливно-окислювальними сумішами призводить до хімічної обробки пласта та механічного тріщиноутворення. Процес супроводжується термічним крекінгом-піролізом високомолекулярних вуглеводневих сполук. Водень, який в даній технології виділяється із з'єднань на основі бору (зокрема, ізопропілметакрбोरану) використовується тільки на високотемпературній стадії процесу. Температура піролізу (близько 800 °C) призводить до утворення в пласті піролітичного коксу і різних смол. В разі, якщо не вдається організувати внутрішньопластове горіння в присутності кисню, ці речовини можуть стати кольматантами і додатково знизити проникність пласту. У цього підходу є ще один недолік – відсутність ефективних факторів впливу на збільшення проникності колектора на низькотемпературній фазі обробки, а також складність управління процесом утворення тріщин, який в окремих випадках може призводити до руйнування колектора. Дослідження з насичення активованим воднем кернів при підвищених температурах і тисках підтвердили зниження їх межі міцності. До серйозних недоліків даної технології можна віднести і те, що в якості буферної рідини (для доставки в ній гідрореагуючих речовин (ГРР) в зону реакції) використовуються хлорорганічні сполуки [10], які в багатьох країнах заборонені для застосування в нафтогазовидобувній промисловості. На сьогоднішній день не знайдені літературні дані, що стосуються математичного моделювання і розробки комп'ютерного дизайну термохімічного процесу, реалізованого в даній технології. Треба відмітити, що комп'ютерне та математичне моделювання стало вже обов'язковим інструментарієм для якісної підготовки до промислового впровадження сучасних складних методів інтенсифікації видобутку на реальних свердловинах.

Розроблено науково-практичні основи інноваційної водневої термобарохімічної технології [11] інтенсифікації видобутку вуглеводнів. Найбільш ефективною її модифікацією, в якій водень використовується на різних стадіях хіміко-технологічного процесу, є технологія комплексного водневого і термобарохімічного впливу (КВТБХВ) на продуктивний пласт [12]. Ця технологія реалізується шляхом роздільно-послідовної доставки в привибійну зону продуктивного пласта двох технологічних свердловинних рідин, кожна з яких представляє суспензію з горючо-окислювальних сумішей (ГОС) і гідрореагуючих складів. Змішування даних рідин призводить до серії екзотермічних хімічних реакцій з активним утворенням газів (H_2 , CO , CO_2 , NO , N_2O , NO_2), гарячих кислот – соляної, азотної і плавикової. На рис. 1 представлено схему реалізації технологічного процесу і основні чинники впливу на пласт [11]. Водень, який виділяється на початковій стадії термохімічного процесу, покращує проникність колектора і сприяє фільтрації хімічно активних компонентів в пласт, де відбуваються їх вторинні реакції з мінеральною частиною пласта і кольматантами. На високотемпературній стадії процесу (250–350 °C) в умовах високого тиску, в присутності атомарного і молекулярного водню і каталізаторів, реалізується процес гідрокрекінгу АСПВ з утворенням газових і дистильатних фракцій.

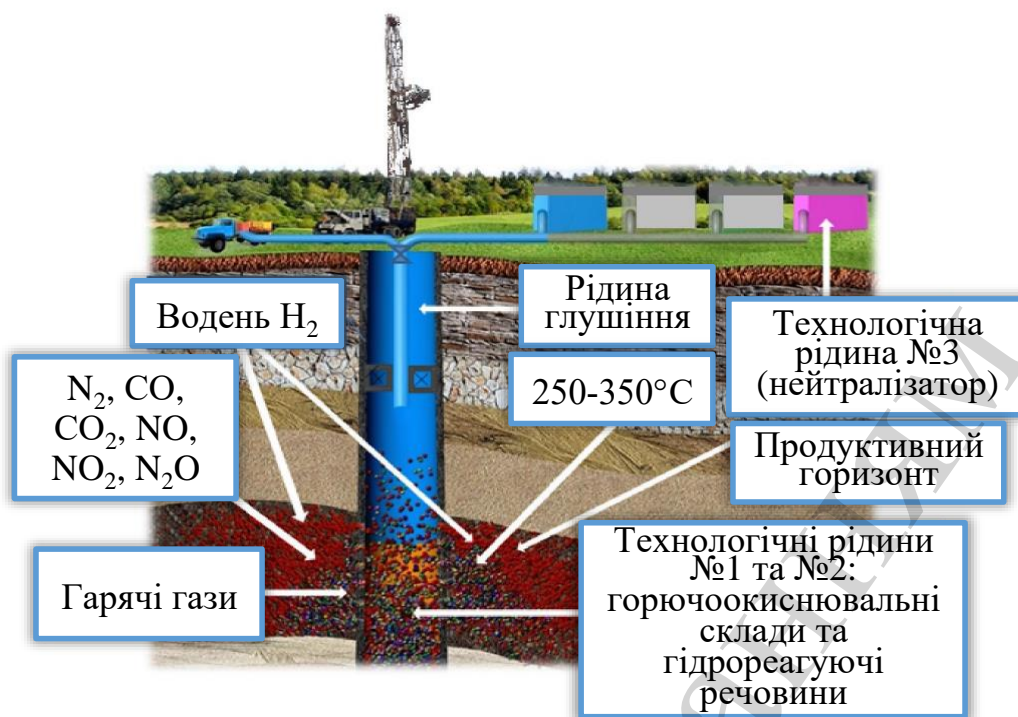


Рис. 1. Схема реалізації технологічного процесу КВТБХВ та основні фактори дії на пласт

Гарячі газы, що генеруються в ході процесу, ефективно залучаються до процесу обробки. Крім прогріву порового простору, CO_2 знижує в'язкість нафти, NO_2 – реагує з водою, в тому числі пластовою, і вже безпосередньо в ПЗП утворює азотну кислоту, CO – сприяє поліпшенню фільтраційних властивостей пласта.

Реакція ГРР з водою знижує обводненість ПЗП, призводить до зневоднення гетерофазного реакційного середовища і підвищення концентрації утворених в ході реакції азотної і соляної кислот. Суміш азотної та соляної кислот призводить до утворення царської горілки, хімічна активність якої істотно вище, ніж у кожної з цих кислот окремо. Це дозволяє ефективно впливати на тверду фазу цементувальних і бурових розчинів, мінеральну частину пласта як теригених, так і карбонатних колекторів. Високотемпературний вплив на оброблюваний горизонт продуктами реакції призводить не тільки до хімічної обробки пласта, але і до механічного тріщиноутворення за рахунок високих градієнтів тиску і температур.

На сьогоднішній день за допомогою водневої термобарохімічної технології оброблено понад 70 свердловин в Україні, Грузії, Туркменістані, Китаї, Туреччині, Росії, Індії. Отримані результати підтвердили високу ефективність даного технологічного підходу.

Розширення можливостей застосування технології КВТБХВ, в тому числі для інтенсифікації видобутку вуглеводнів з нетрадиційних джерел, та зростання її затребуваності, напряду залежить від можливості забезпечення необхідних рівнів хімічних та теплофізичних чинників впливу на ПЗП. Це стосується кожної із стадій ХТП, особливо тих, на яких генерується водень. При цьому необхідно мати механізми управління тривалістю як всього багатостадійного тер-

мобарохімічного процесу, так і кожної його окремої стадії. Проведення пілотних досліджень на свердловині це коштовний захід, в ході якого витрачаються дуже великі кошти на матеріали, робочі суміші, використання техніки та людських ресурсів. До того ж, помилки в підготовці та проведенні робіт можуть призвести до негативних, а інколи до незворотних результатів. Тому механізм покращення керованості зазначеного ХТП та підвищення ефективності впровадження технології повинен бути відпрацьованим в лабораторних умовах. Це потребує проведення дослідження кінетики термобарохімічних процесів і фізичного моделювання комплексного впливу на фільтраційно-ємнісні характеристики та проникність гірської породи в умовах, максимально наближених до реальних свердловинних.

На цей час відсутні експериментальні та технічні засоби для проведення зазначених досліджень. Уточнення математичної моделі термобарохімічного процесу проводилися тільки з урахуванням ефекту водневої активації дифузії [13]. При цьому не ураховується ні характер протікання, ні стадійність хіміко-технологічного процесу.

Тому є підстави вважати, що недостатня визначеність механізмів підвищення керованості ХТП КВТБХВ, обумовлює необхідність проведення лабораторних досліджень шляхом фізичного моделювання.

3. Мета і завдання дослідження

Метою дослідження є підвищення керованості та ефективності хіміко-технологічного процесу багатостадійної водневої термобарохімічної дії на продуктивні горизонти нафтових та газових свердловин шляхом фізичного моделювання.

Для досягнення мети були поставлені такі завдання:

- створити експериментальний комплекс для дослідження кінетики термобарохімічних процесів та фізичного моделювання комплексного впливу на фільтраційно-ємнісні характеристики та проникність гірської породи продуктивних горизонтів нафтових та газових свердловин. При цьому комплекс повинен відтворювати термобаричні умови максимально наближені до реальних пастових;
- провести експериментальні дослідження кінетики хіміко-технологічних процесів, на яких базується технологія КВТБХВ, в умовах, наближених до пластових;
- запропонувати методику визначення ефективності різних за характером протікання термобарохімічних процесів;
- провести аналіз результатів експериментальних досліджень та надати рекомендації щодо їх використання для підвищення керованості хіміко-технологічного процесу та ефективності використання технології комплексного водневого термобарохімічного впливу на продуктивні горизонти нафтових та газових свердловин.

4. Основні вимоги до експериментального комплексу для дослідження кінетики процесів та їх впливу на проникність породи

Під керованістю хіміко-технологічного процесу мається на увазі можливість забезпечення заданої тривалості процесу в цілому та кожної з окремих його

го стадій. Також, процес отримання водню в заданих концентраціях і забезпечення потрібних рівнів температур та тисків також повинні керуватися на кожній стадії, особливо тоді, коли стадія є лімітуючою.

Аналіз літературних джерел показав, що в світі не існує дослідницьких установок та комплексів, на яких без суттєвої модернізації було б можливо проведення фізичного моделювання зазначених хіміко-технологічних процесів [11, 14–16]. Це пов'язано з тим, що до дослідницького комплексу висуваються наступні технічні вимоги:

- забезпечувати послідовне змішування двох або більше вихідних рідин у вертикальному протяжному циліндричному реакторі при початкових тисках та температурах в ньому, наближених до пластових;
- витримувати температури до 400 °С (короточасні до 600 °С) та тиски до 50 МПа (короточасні до 70 МПа). Саме такі термобаричні параметри характеризують ХТП технології КВТБХВ в пластових умовах;
- на режимах, зазначених у попередньому пункті, витримувати змінну дію агресивних середовищ – від кислотної до лужної;
- зберігати герметичність, навіть в присутності активованого водню, який має аномально високі фільтраційні та дифузійні характеристики в порівнянні з усіма речовинами у природі;
- повинна бути можливість вимірювання та фіксації температур та тисків під час протікання ХТП;
- комплекс повинен визначати термобаричний та хімічний вплив рідких та газоподібних продуктів реакції ГОС–ГРР, в тому числі водню, на зміну фільтраційних характеристик кернів гірської породи. Всі ці процеси повинні протікати в термобаричних умовах, наближених до пластових.

5. Результати експериментальних досліджень з підвищення керованості хіміко-технологічного процесу технології КВТБХВ

5.1. Експериментальний комплекс для досліджень кінетики термобарохімічних процесів та їх впливу на проникність породи

Схему створеного дослідницького комплексу, який відповідає усім зазначеним вище вимогам, наведено на рис. 2. Комплекс складається з чотирьох експериментальних модулів, кожен з яких на схемі виділено пунктиром та означено римськими цифрами I–IV.

Експериментальний модуль I призначений для фізичного моделювання термобарохімічних процесів та дослідження їх кінетики, які відбуваються в ПЗП в умовах, максимально наближених до свердловинних. Головним елементом модулю I є циліндричний реактор з внутрішнім діаметром 62 мм та висотою більш 2,5 метри (поз. 1). Максимально допустимий тиск всередині реактора 70 МПа. Максимальні температури до 700 °С. Внутрішній об'єм спеціальним шаровим краном 4 розділено на дві частини 2 і 3, в яких розміщуються технологічні рідини до змішування, зокрема рідина з більшою густиною в верхній порожнині 2. Реактор оснащено системою попереднього нагріву 5 й термостабілізації 6 та блоком забезпечення заданого початкового тиску в реакторі 10, 11, 16, що дозволяє з високою точністю моделювати протікання термобарохімічних процесів в умовах, максима-

льно наближених до пластових. Термометрія здійснюється термопарами 7, 9, які розташовано по всій висоті реактора. В нижній частині термопари дозволяють вимірювати температуру безпосередньо в зоні хімічної реакції, інші – вимірюють температуру продуктів реакції, в тому числі газоподібних.

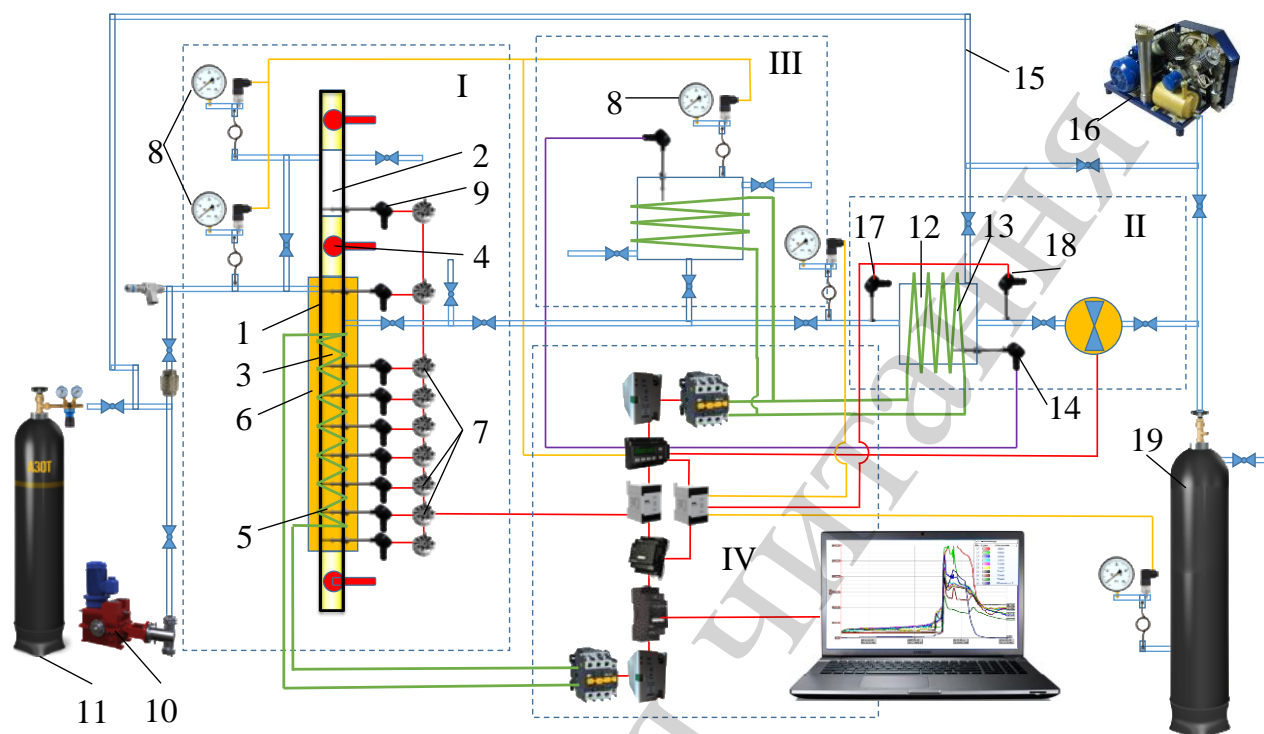


Рис. 2. Схема дослідницького комплексу: 1 - реактор, 2 – верхня камера реактора, 3 – нижня камера реактора, 4 – шаровий кран, 5 – термокабель, 6 – термооболонка, 7 – термодатчики, 8 – манометри, 9 - термодатчики, 10 – насос гідравлічний високого тиску, 11 – балон з аргоном або азотом, 12 – кернотримач, 13 – термокабель, 14 – термодатчик, 15 – лінія високого тиску, 16 - компресор високого тиску, 17, 18 – термодатчик, 19 – ресивер.

Експериментальний модуль II призначений для дослідження фільтраційно-ємнісних характеристик і проникності гірської породи. Цей модуль може використовуватися як окрема установка для проведення досліджень за призначенням. Але в складі комплексу, саме з його допомогою стає можливим проведення досліджень термобаричного та хімічного впливу рідких та газоподібних продуктів реакції, які утворюються під час ХТП в модулі I, на зміну фільтраційних характеристик природних або штучних кернів гірської породи.

Головним елементом модулю II є кернотримач 12. В ньому розміщується досліджуваний зразок керна матеріалу. Ущільнюючий матеріал кернотримача та матриці стійкий до високих температур понад 250 °C та агресивних середовищ, таких як концентровані кислоти та луги, вуглеводні та концентровані розсоли. Його конструкція забезпечує надійне герметичне пневматичне або гідравлічне обжимання керна матеріалу, що в свою чергу забезпечує фільтрування досліджуваних флюїдів саме через керн та виключає бокові протікання при проведенні досліджень. Лінія високого тиску, що приєднуються до кернот-

римача призначена для обжимання кернавого матеріалу до тисків, рівних пластовим (установка уніфікована і джерелом тиску може бути балон зі стиснутим газом, наприклад, аргоном чи азотом 11, або рідинний насос високого тиску (до 60 МПа) 10, або пневматичним компресором високого тиску 16.

Підігрів керну до заданої температури здійснюється за допомогою термокабелю 13. Для фіксації показників температури керну в кернаотримач вмонтовано термометр опору 14.

Дуже важливою особливістю конструкції кернаотримача, яка дозволяє наблизити умови дослідження фільтрації до пластових, є можливість організації на виході з керну протитиску, який подається з ресиверу 19. Це дає змогу задавати реальні перепади тиску на одиницю довжини керну та попереджувати на виході з нього процеси скіпання рідкої фази гетерофазного потоку пластових флюїдів та висалювання з хімічно активних компонентів. Під час фільтрації термopарами 17 та 18 вимірюються температури середовища на вході та виході з керну, існує можливість досліджувати температуру всередині керну або на його боковій поверхні.

До складу комплексу також входить експериментальний модуль ІІІ, який призначено для проведення досліджень впливу високотемпературних продуктів реакції ГОС-ГРР на зміну властивостей флюїдів, які знаходяться у внутрішньопоровому просторі гірської породи та погіршують її фільтраційні якості. Результати цих досліджень в рамках цієї публікації не розглядаються.

Апаратно-програмний модуль ІV комплексу дозволяє з високою дискретністю та точністю вимірювати параметри процесу, формувати з них бази даних для подальшого зберігання, візуалізувати у вигляді графіків зміни цих параметрів у часі.

На рис. 3, 4 наведено фотографії експериментальних модулів І та ІІ відповідно.



Рис. 3. Модуль І для фізичного моделювання термобарохімічних процесів та дослідження їх кінетики



Рис. 4. Модуль II для дослідження термобаричного та хімічного впливу рідких та газоподібних продуктів реакції, на зміну фільтраційних характеристик гірської породи

Дослідницький комплекс, крім апаратно-програмного модулю IV, розташовано в бронекамері з примусовою вентиляцією, а всі органи керування та збору поточної інформації виведено назовні. Фіксація, обробка та візуалізація результатів досліджень здійснюється за допомогою комп'ютерів, які розташовані в приміщенні для дослідників.

5. 2. Експериментальні дослідження з підвищення керованості хіміко-технологічних процесів технології КВТБХВ

Одним з ефективних шляхів вирішення поставленої задачі є удосконалення хімічних складів системи ГОС–ГРР, в першу чергу, шляхом використання нових типів хімічних активаторів або інгібіторів ХТП, які додаються до базових робочих сумішей [17].

На рис. 5–7 представлено графіки зміни температур та тисків в реакторі під час протікання процесу, які одержано при моделюванні термобарохімічних процесів з різним вмістом інгібіторів та активаторів реакцій.

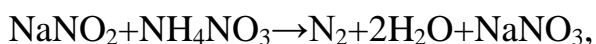
На рис. 5 показано графік термобаричного процесу, протікання якого забезпечують реакції базової хімічної системи ГОС–ГРР.

При змішуванні багатокомпонентних хімічних систем процес починається із взаємодії азотної кислоти та нітриту натрію (нітрит натрію є одним з найсильніших відновників), що призводить до підвищення температури, та появи першого температурного піку на графіку. При цьому починає виділятися суміш оксидів азоту



$$Q = 443,11 \text{ кДж/кг.}$$

З підвищенням температури взаємодіяти з нітритом натрію починає селітра



$$Q = 4688 \text{ кДж/кг.}$$

Під час реакції виділяється сіль NaNO_3 , яка стримує швидкість інших реакцій. Інгібіторами в цьому випадку виступають солі, що утворюються під час реакцій, тому йде саме поступове підвищення температури. Вводяться й спеціальні інгібітори низькотемпературної стадії процесу. Різкому зростанню температури на цьому етапі також заважає різке збільшення розчинності гранул, що також відбирає тепло з розчину. Таким чином, шляхом введення спеціальних інгібіторів, організації процесу з утворюванням солей, як інгібіторів реакції та використання гранульованих речовин вдалося уповільнити початок активної стадії.

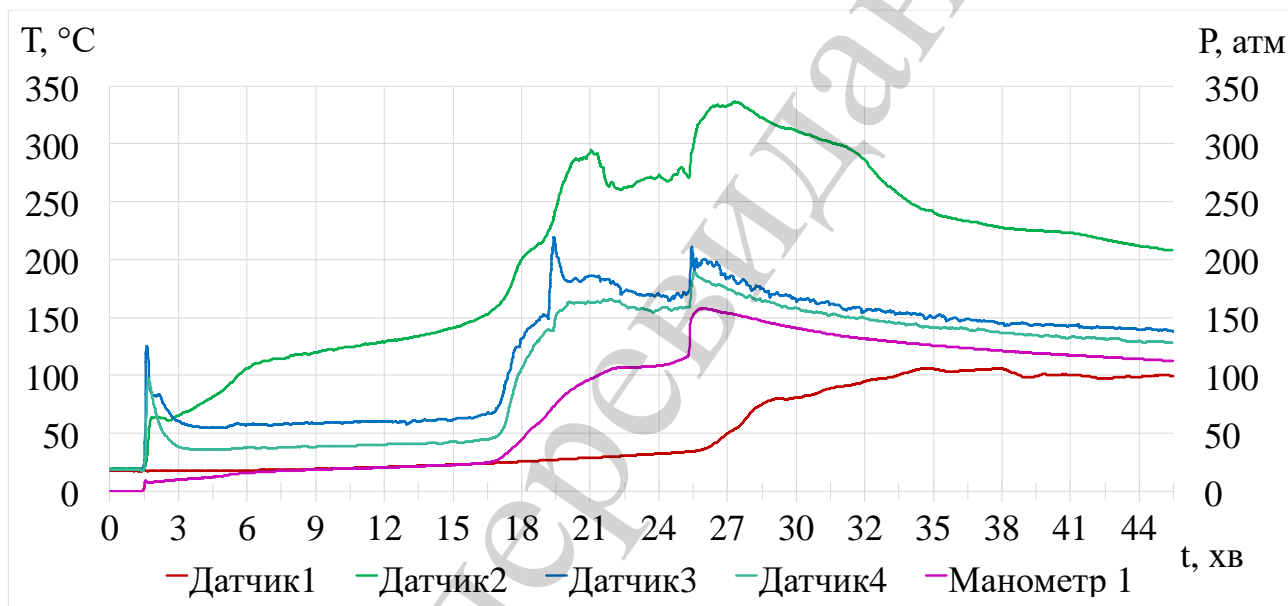


Рис. 5. Графічна візуалізація термобарохімічного процесу з базовим складом компонентів системи ГОС–ГРР

Процес такого типу доцільно використовувати для обробки нафтових свердловин з теригенними продуктивними горизонтами при наявності прийомистості. Тривалість такого процесу в реакторі близько 30 хвилин. На низькотемпературній його стадії, яка супроводжується виділенням водню та триває 20 хвилин, спостерігається незначне, але постійне зростання температури в зоні реакції до рівня 130–150 °C (крива зеленого кольору). Ця стадія необхідна для попереднього розігріву порового простору ПЗП з частковим покращенням фільтраційної здатності колектору, в тому числі за рахунок водневої дії. Високотемпературна стадія триває приблизно 10 хвилин. Зростання температури в реакційній зоні досягає 300 °C. Тиски суттєво не зростають – до 15 МПа (крива фіолетового кольору).

Другий цикл досліджень було присвячено організації процесу, який би за параметрами високотемпературної стадії був ідентичним попередньому термобарохімічному процесу. Але при цьому необхідно було значно подовжити тривалість низькотемпературної стадії. Такий процес доцільно використовувати на горизонтальних свердловинах з ущільненим колектором. Тривалість низькотемпературної стадії з виділенням водню зумовлена потребою в покращенні фільтраційних властивостей колектора до початку активної високотемпературної стадії. При цьому, для якісного протікання ХТП, технологічний регламент обробки горизонтальних або наклонних свердловин за допомогою технології КВТБХВ потребує обов'язкове перебування насосно-компресорних труб в зоні обробки під час доставки до вибою технологічних рідин. Необхідно мати додатковий час для їх видалення з зони реакції до початку високотемпературної стадії КВТБХВ. На рис. 6 показана графічна залежність протікання термобарохімічного процесу. Очевидно, що тривалість низькотемпературної стадії (до 30 хвилин) суттєво підвищено, при чому під час її протікання спостерігається зростання температури в зоні реакції тільки на рівень 60–70 °С. Цього часу достатньо для вирішення вимог технологічного регламенту. Такий процес організовано за рахунок введення в базовий склад ГОС–ГРП інгібіторів низькотемпературної стадії та стадії початку активної фази реакцій.

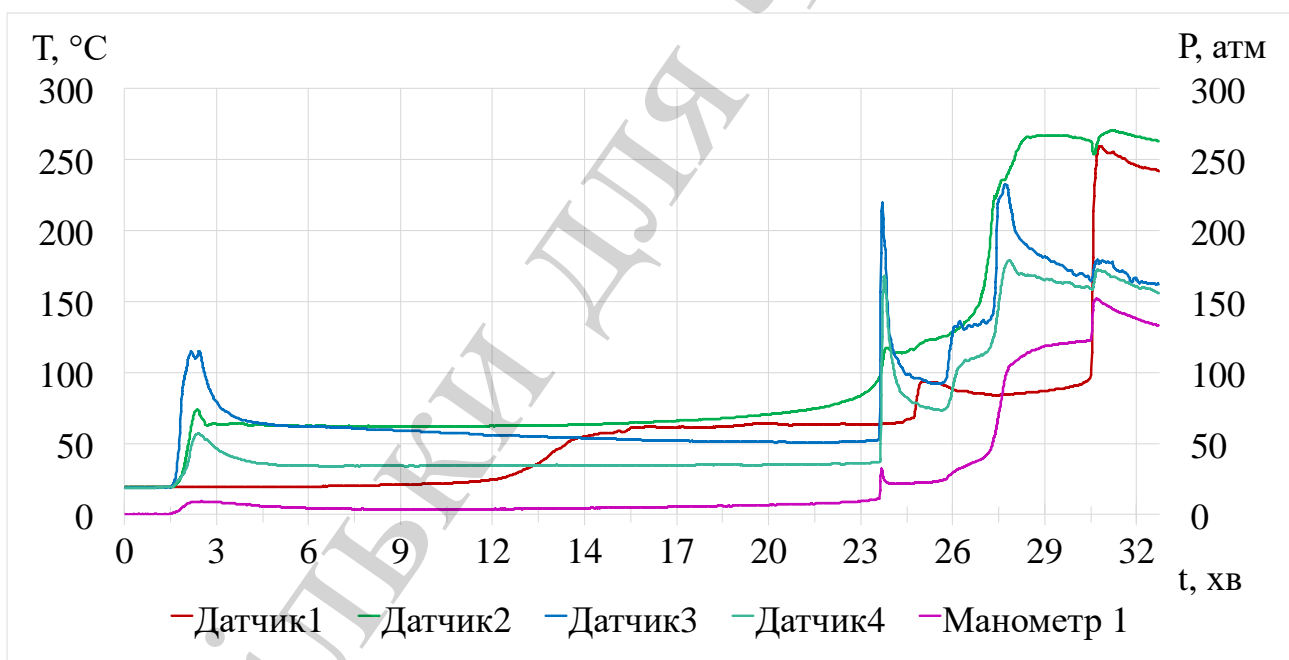


Рис. 6. Термобарохімічний процес з додаванням в ГОС–ГРП інгібіторів реакцій низькотемпературної стадії

Для організації високоенергетичного впливу на пласт з максимально допустимими температурами та тисками (останні регулюються швидкістю газоутворення), потрібно прискорити протікання реакцій та інтенсифікувати горючो-окислювальний процес. Саме такий процес представлено на рис. 7. Загальна тривалість термобаричного процесу приблизно 7 хвилин, низькотемпературної стадії – 3.5 хвилини. При цьому, максимальні значення підвищення температур

в зоні реакції сягають $450\text{ }^{\circ}\text{C}$, а тисків – 22 МПа . Такий процес організовано шляхом використання в складі системи ГОС-ГРР гідрореагуючих речовин на основі алюмінію та гідриду натрію. На низькотемпературній стадії в процесі екзотермічної реакції вони прискорюють протікання хіміко-технологічного процесу, зневоднюють середовище та генерують водень, який в свою чергу збільшує початкову проникність гірської породи.

Прискорення горючо-окислювального процесу з підвищенням температури досягалося шляхом введення до базового складу ГОС-ГРР полімерного нітрилу параціану в кількості до 1 \% мас. Параціан, власну технологію синтезу якого розроблено в ІПМаш НАН України, є дуже ефективним активатором процесів горіння. Температура його горіння в кисні досягає $3200\text{ }^{\circ}\text{C}$, а наявність його в ГОС-ГРС, навіть в незначній кількості, робить процес ланцюговим [18, 19].

Розчеплення параціану починається при температурах близьким $300\text{ }^{\circ}\text{C}$ а вже, починаючи з $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ відбуваються реакції термодеструкції карбаміду та селітри. Враховуючи те, що к цьому моменту в реакційній зоні карбамід та селітра залишаються в малих кількостях, істотного виділення енергії не відбувається. Проте завдяки параціану досягається більший тиск, та більш полого падіння температур.

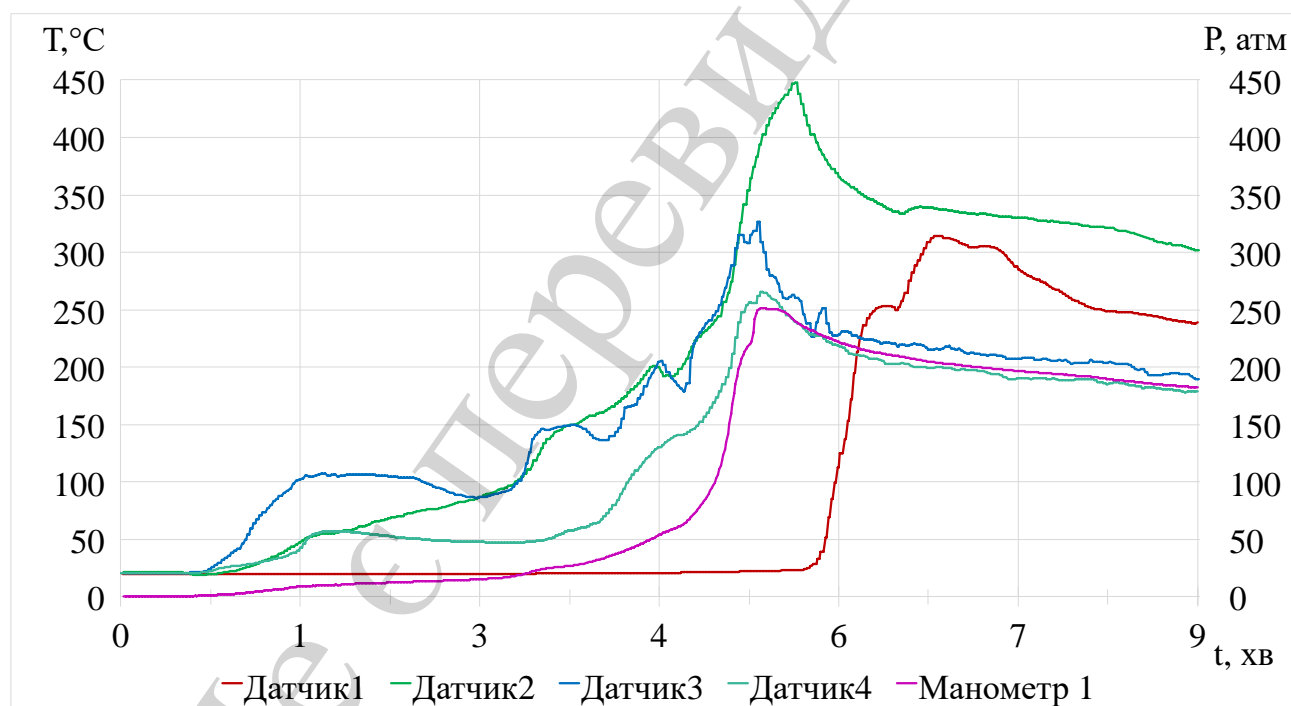


Рис. 7. Термобарохімічний процес з активацією ГРС та полімерними нітрилами

Такий процес може бути використано для обробки колекторів як нафтових так і газових свердловин, в яких доцільно для підвищення проникності організовувати швидкопротікаючі процеси з різким підвищенням температур та тисків. При наявності встановленого пакера, який відсікатиме реакційну зону від основної частини експлуатаційної колони, при низькій прийомистості мож-

на одержувати значно більші рівні тисків, що дозволяє проводити не тільки процес КВТБХВ, але й гидрогазовий мінірозрив пласту.

5. 3. Методика визначення найбільш ефективного хіміко-технологічного процесу

Наявність в експериментальному комплексі модуля для дослідження фільтраційно-ємнісних характеристик керну гірської породи, дає змогу не тільки моделювати різні ХТП технології КВТБХВ, але й визначати їх ефективність за основним критерієм – найбільшим зростанням проникності керну. Оцінку ефективності процесів зручніше та коректніше проводити шляхом порівняння відносних показників. Такою величиною є коефіцієнт відновлення проникності, який вказує на ступінь відновлення проникності після технологічної обробки привибійної зони пласта і визначається в частинах одиниці або відсотках

$$\beta = k/k_0,$$

де β – коефіцієнт відновлення проникності; k – проникність порового простору після технологічної операції з підвищення проникності, мД; k_0 – початкова проникність порового простору до кольматації, мД.

В ході проведення досліджень вимірюється початковий рівень фазової проникності природних або штучних кернів гірської породи шляхом фільтрації нафти з конкретного родовища (або модельної нафти). При цьому, з природних кернів попередньо вилучають воду і вуглеводневі кольматанти шляхом екстрагування, промивання та сушки за стандартизованою методикою. В подальшому керни насичуються різними кольматуючими рідинами (АСПВ, водонафтовими емульсіями, розчинами солей, тощо), моделюючи причини зниження проникності в реальному нафтовому або газовому пласті, та знову вимірюється фазова проникність при фільтрації модельної нафти.

Далі, в дослідницькому комплексі, в умовах, наближених до пластових, через керни прокачуються рідкі та газоподібні продукти реакції, що утворюються під час протікання обраного процесу КВТБХВ. Після цього вимірюються вже остаточні показники фільтрації модельної нафти, розраховуються коефіцієнти відновлення проникності.

Як приклад використання методики, на рис. 8 наведено діаграму, на якій відображено результати експериментальних досліджень з визначення ефективності впливу наведених вище ХТП на зміну проникності та відновлення фільтраційно-ємнісних характеристик трьох природних кернів з одного пропластка нафтової свердловини. Причиною зниження продуктивності цієї свердловини стало наповнення порового простору ПЗП водонафтовою емульсією. Емульсія, зразки якої взяті також з цієї свердловини, є дуже стійкою і не руйнується навіть при високих температурах. Неефективним виявилось і використання стандартних деемульгаторів.

На діаграмах (рис. 8, зліва направо) кожні 3 стовпчика, відображають величини нафтової проникності кожного з трьох кернів, які досліджувалися, до насичення водонафтовою емульсією, після насичення та після обробки з використан-

ням процесів КВТБХВ, які послідовно описано в розділі 5. Усі три керни після підготовки показали приблизно один рівень початкової фазової проникності. Практично не різняться показники і після кольматації водонафтовою емульсією (12 мД). Що стосується показників фазової проникності кернів після водневої термобарохімічної обробки, то в цьому випадку вони вже відрізняються.

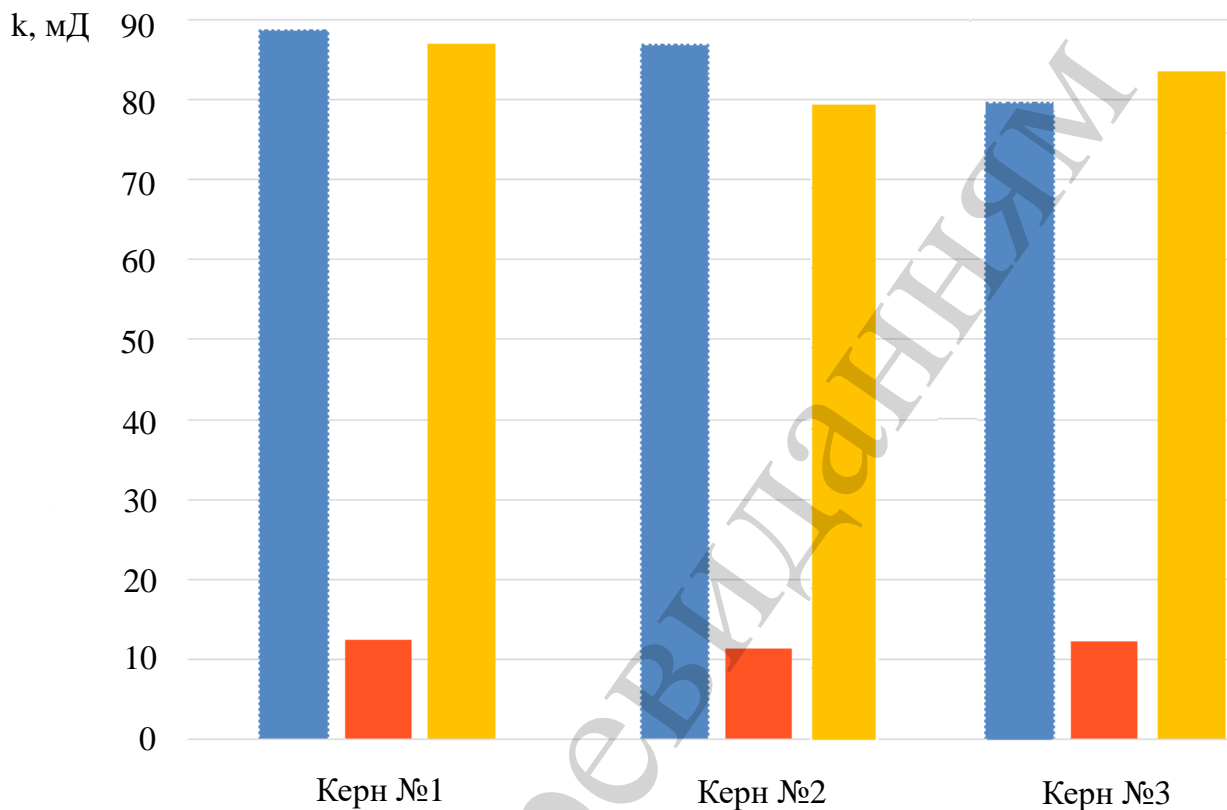


Рис. 8. Зміна проникності кернів під впливом різних видів КВТБХВ:
■ – до насичення водонафтовою емульсією; ■ – після насичення водонафтовою емульсією; ■ – після КВТБХВ

Так, процес з базовим складом компонентів системи ГОС-ГРР достатньо ефективний, одержано практично повне відновлення проникності: 88 мД – початкова, 86 мД – після обробки. Коефіцієнт відновлення проникності $\beta=0.977$.

Термобарохімічний процес з введенням до складу ГОС-ГРР інгібіторів реакцій низькотемпературної стадії в цьому випадку показав найгірший результат. Це, в-першу чергу, пов'язано з тим, що під час протікання тривалої низькотемпературної стадії термохімічний потенціал системи витрачається неефективно, бо водонафтова емульсія на цьому температурному рівні практично не руйнується. Не дуже ефективно використовується й водень, бо відомо, що найбільший ефект водневої активації дифузії і фільтрації досягається при суттєво менших значеннях початкової проникності гірської породи. Значення проникності: початкової 86 мД, після обробки – 78 мД. Коефіцієнт відновлення проникності 0.9.

Найкращі результати з покращення проникності (з 80 мД до 94 мД) досягнуто після використання термобарохімічного процесу з активацією гідрореагу-

ючими речовинами та полімерними нітрилами (рис. 8, керн № 3). Фазова проникність не тільки відновлюється, але й стає більшою, ніж початкова. Коефіцієнт відновлення проникності дорівнює 1,125. Це пояснюється максимальною ефективністю використання водневого термобарохімічного процесу в даному випадку. Руйнування водонафтової емульсії починається вже на початковій стадії процесу. Підвищення тиску призводить до більш швидкої фільтрації робочих речовин в поровий простір породи. ГРР реагують з водою всередині керну з генеруванням водню, а водень на цьому температурному рівні не тільки покращує проникність, але й приймає участь в реакціях гідрокрекінгу важких нафтових фракцій. Значна кількість водню та градієнти температур й тисків призводять до утворювання додаткової системи мікротріщин, що пояснює збільшення проникності в порівнянні з початковою.

Таким чином, експериментально визначено найбільш ефективний ХТП для вирішення конкретної задачі.

Одержані абсолютні значення фазової проникності керну після термобарохімічного впливу використовуються для верифікації комп'ютерної 3D моделі процесу КВТБХВ у свердловині та розробки дизайну її обробки

6. Обговорення результатів досліджень з підвищення ефективності технології КВТБХВ

Хіміко-технологічний процес, який покладено в основу технології КВТБХВ є дуже складним, кінетичні характеристики, характер його протікання дуже залежать від тисків та температур в реакційній зоні. Це пов'язано з тим, що ГОС–ГРР складається з багатьох компонентів, кожен з яких характеризується своїми фізико-хімічними властивостями (температурою фазового переходу, параметрами термодеструкції, хімічною активністю, тощо). Один тільки нітрат амонію має дев'ять шляхів термічного розкладання.

Тому на створеному експериментальному комплексі вперше в термобаричних умовах, максимально наближених до пластових, одержано реальні результати з протікання хіміко-технологічних процесів технології КВТБХВ. До цього процесу досліджувалися на максимальних тисках 7.0 МПа, що суттєво менше свердловинних. Дуже важливою особливістю конструкції кернотримача за рахунок організації на виході з керну протитиску, також дозволила наблизити умови дослідження фільтрації через керн до пластових. По-перше, це дало змогу задавати реальні перепади тиску на одиницю довжини керну та попереджувати за умов низького або відсутнього тиску на виході з нього процеси скіпання рідкої фази гетерофазного потоку та висалювання з хімічно активних компонентів та пластових флюїдів (нафти, газу та пластової води). Також в установці забезпечується ідентичність основного технологічного прийому технології КВТБХВ, а саме змішування двох вихідних рідин у вертикальному протяжному циліндричному реакторі, який моделює привибійну зону свердловини.

Тому достовірність вимірювання кінетичних та термобаричних характеристик процесу є однією з основних переваг створеного комплексу. Одержано керовані режими з тривалою низькотемпературною водневою стадією процесу, та

режим з максимальними рівнями температур та тисків (стадія гідрокрекінгу важких вуглеводнів).

Всі ці означені особливості гірської породи дає змогу визначати найбільш ефективний ХТП при впровадженні технології КВТБХВ.

Так, враховуючи те, що зразки кернів та водонафтова емульсія, які приймали участь в дослідженнях, були отримані з конкретної проблемної свердловини, то для її обробки за технологією КВТБХВ було обрано ХТП з додаванням до базових робочих сумішей активаторів у вигляді ГРС та полімерного нітрилу параціану. Одержані показники зміни проникності використовувалися при уточненні комп'ютерної 3D моделі процесу КВТБХВ у свердловині та розробці дизайну її технологічної обробки.

Результат впровадження довів високу ефективність процесу, а результати моделювання за уточненою методологією мали малі розбіжності з результатами промислового впровадження. Зокрема, реальний добовий дебіт нафти після обробки свердловини збільшився в 2 рази, в той час, як розрахунковий показник за уточненою математичною моделлю в 1.73 рази, за не уточненою – в 1.6.

Дуже перспективним напрямком використання технології КВТБХВ є її застосування в горизонтальних та похилих свердловинах. Особливо це важливо при інтенсифікації видобутку газу ущільнених пісковиків та сланців, високов'язкої нафти, тощо. Вже створено нові технологічні регламенти та проведено перші пілотні випробування технології, які дали позитивний результат. Але, якщо в вертикальних свердловинах процес змішування технологічних рідин відбувається за рахунок різниці їх густин, то в горизонтальних свердловинах такий процес є неможливим. Передбачається видавлювання однієї рідини в другу з заданими витратами з одночасним переміщенням насосно-компресорних труб або гнучкої труби (у разі використання колтюбінгу) уздовж експлуатаційної колони. Однак створений експериментальний комплекс на цей час не дає змоги проводити фізичне моделювання протікання зазначених процесів. З цією метою комплекс буде укомплектовано ще одним створюваним експериментальним модулем, який в подальшому дасть змогу проводити ці важливі дослідження.

7. Висновки

1. Створено експериментальний комплекс для дослідження кінетики термобарохімічних процесів та фізичного моделювання комплексного впливу, в тому числі водневого, на зміну фільтраційно-ємнісних характеристик та проникності гірської породи. Комплекс дозволяє відтворювати технологічні особливості здійснення хіміко-технологічного процесу технології КВТБХВ, забезпечує його протікання в умовах, максимально наближених до реальних пастових.

2. Експериментально доведено можливість керування характером протікання багатостадійного термобарохімічного процесу та його окремих стадій шляхом додавання до базових технологічних рідин активаторів та інгібіторів хімічних реакцій. Показано, як використання спеціальних інгібіторів хімічних реакцій та гідрореагуючих речовин на основі алюмінію та натрію дозволяє підвищувати тривалість низькотемпературної стадії процесу, на якій одержуваний водень виступає активатором дифузії та фільтрації гірської породи. Також ная-

вність у хімічному складі полімерного нітрилу параціану, що активує та утримує температурний рівень протікання високотемпературної стадії процесу, на якій відбувається гідрокрекінг важких вуглеводнів. При чому, параціан, який додано в систему в кількості менш ніж 1 %, сприяє максимальному короткочасному підвищенню температури (до 450 °C).

3. Запропоновано та відпрацьовано методику визначення найбільш ефективного хіміко-технологічного процесу технології КВТБХВ на прикладі вирішення конкретної проблеми з відновлення проникності керну, закальматованого стійкою до руйнування водонафтовою емульсією. Методику засновано на порівняльному аналізі результатів впливу різних за характером протікання ХТП технології на відновлення проникності та фільтраційно-ємнісних характеристик закальматованих природних кернів.

4. Створені експериментальний комплекс та методика відкривають широкі перспективи щодо проведення подальших досліджень з підвищення керованості та визначення ефективності хіміко-технологічного процесу технології КВТБХВ при її впровадженні на нафтових та газових свердловинах з різними геолого-технічними характеристиками, конструктивними особливостями та причинами зменшення продуктивності. Одержані результати з відновлення проникності будуть використовувалися при уточненні комп'ютерної 3D моделі процесу КВТБХВ у свердловинах та розробці дизайну їх технологічної обробки.

Література

1. Lakatos, I., Szabo, J. L. (2008). Global oil demand and role of chemical EOR methods in the 21st century. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 1 (1/2), 46. doi: <https://doi.org/10.1504/ijogct.2008.016731>
2. Dong, X., Liu, H., Hou, J., Zhang, Z., (John) Chen, Z. (2015). Multi-thermal fluid assisted gravity drainage process: A new improved-oil-recovery technique for thick heavy oil reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 133, 1–11. doi: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.05.001>
3. Liu, P., Zhou, Y., Liu, P., Shi, L., Li, X., Li, L. (2019). Numerical study of herringbone injector-horizontal producer steam assisted gravity drainage (HI-SAGD) for extra-heavy oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 181, 106227. doi: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106227>
4. Deng, X., Huang, H., Zhao, L., Law, D. H.-S., Nasr, T. N. (2010). Simulating the ES-SAGD Process With Solvent Mixture in Athabasca Reservoirs. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 49 (01), 38–46. doi: <https://doi.org/10.2118/132488-pa>
5. Vishkai, M., Gates, I. (2019). On multistage hydraulic fracturing in tight gas reservoirs: Montney Formation, Alberta, Canada. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 174, 1127–1141. doi: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.020>
6. Roussel, N. P., Sharma, M. M. (2011). Optimizing Fracture Spacing and Sequencing in Horizontal-Well Fracturing. *SPE Production & Operations*, 26 (02), 173–184. doi: <https://doi.org/10.2118/127986-pa>
7. Al-Nakhli, A., Tariq, Z., Mahmoud, M., Abdulraheem, A., Al-Shehri, D. (2019). A Novel Thermochemical Fracturing Approach to Reduce Fracturing Pres-

sure of High Strength Rocks. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. doi: <https://doi.org/10.2118/197593-ms>

8. Malhotra, S., Rijken, P., Sanchez, A. (2018). Experimental Investigation of Propellant Fracturing in a Large Sandstone Block. SPE Drilling & Completion, 33 (02), 087–099. doi: <https://doi.org/10.2118/191132-pa>

9. Щербина, К. Г. (1998). Про новий підхід до засобу внутрішньопластової обробки свердловини. Нафтова і газова промисловість. OIL – GAS INDUSTRY, 1, 26–28.

10. Щербина, К. Г. (2008). Пат. № 88393 UA. Спосіб термoxімічної обробки продуктивного пласта і горючо-окиснювальна суміш для його здійснення. № а200801652; заявл. 08.02.2008; опубл. 12.10.2009, Бюл. № 19.

11. Кравченко, О. В., Велигоцкий, Д. А., Хабибуллин, Р. А. (2014). Перспективные технологии комплексного воздействия на пласт для разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа. Труды Российской технической нефтегазовой конференции и выставки SPE по разведке и добыче. Москва.

12. Кравченко, О. В., Велигоцкий, Д. О., Мацевитий, Ю. М., Сімбірський, О. В. (2013). Пат. № 102501 UA. Спосіб комплексного водневого та термобарохімічного впливу на привибійну зону продуктивного пласта. № а201303001; заявл. 11.03.2013; опубл. 10.07.2013, Бюл. № 13.

13. Кравченко, О. В., Велигоцкий, Д. А., Авраменко, А. Н., Хабибуллин, Р. А. (2014). Совершенствование технологии комплексного воздействия на продуктивные пласты нефтяных и газовых скважин. Восточно-Европейский журнал передовых технологий, 6 (5 (72)), 4–9. doi: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2014.29316>

14. Bondarenko, T. M., Popov, E. Y., Cheremisin, A. N., Kozlova, E. V., Karpov, I. A. (2017). Laboratory modeling of high-pressure air injection in oil fields of Bazhenov formation. Neftyanoe Khozyaystvo - Oil Industry, 3, 34–39. doi: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-3-34-39>

15. Bondarenko, T. (2018). Evaluation of high-pressure air injection potential for in situ synthetic oil generation from oil shale. Moscow, 80–96.

16. Barzin, Y. (2013). An experimental and numerical study of the oxidation/combustion reaction kinetics in high pressure air injection process. Calgary, 23.

17. ТУ У 20.5-31637202-002. Технічні умови «Рідина технологічна ГРС» висновок Державної санітарно-епідеміологічної експертизи (2014). Київ: Держсанепідем служба.

18. Fierce, W. L., Lake, C., Sandner, W. J. (1959). Pat. No. US3056751A USA. Carbon-nitrogen polymers and method of preparing same. No. declared: 28.05.1959; published: 02.10.1962.

19. Watson, J. H. L. (1947). Electron Microscope Observations of the Morphology of Several Gases Polymerized by Charged-particle Bombardment. The Journal of Physical and Colloid Chemistry, 51 (3), 654–661. doi: <https://doi.org/10.1021/j150453a005>